

| | |
|---|-------------------|
| Capítulo VI : régimen fiscal del sector hidrocarburos | Título |
| Villegas Quiroga, Carlos - Autor/a; | Autor(es) |
| Privatización de la industria petrolera en Bolivia : trayectoria y efectos tributarios | En: |
| La Paz | Lugar |
| PLURAL Editores | Editorial/Editor |
| CIDES-UMSA, Posgrado en Ciencias del Desarrollo | |
| 2004 | Fecha |
| | Colección |
| Hidrocarburos; Impuestos; Bolivia; | Temas |
| Capítulo de Libro | Tipo de documento |
| http://bibliotecavirtual.clacso.org.ar/Bolivia/cides-umsa/20120903011431/cap6.pdf | URL |
| Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas 2.0 Genérica | Licencia |
| http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.0/deed.es | |

Segui buscando en la Red de Bibliotecas Virtuales de CLACSO

<http://biblioteca.clacso.edu.ar>

Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales (CLACSO)

Conselho Latino-americano de Ciências Sociais (CLACSO)

Latin American Council of Social Sciences (CLACSO)

www.clacso.edu.ar



Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales
Conselho Latino-americano de Ciências Sociais
Latin American Council of Social Sciences





CAPÍTULO VI

Régimen fiscal del Sector Hidrocarburos

El capítulo aborda la trayectoria del régimen fiscal hidrocarburífero desde la Ley N° 1194, promulgada durante el gobierno de Jaime Paz Zamora (1987-1993), hasta los cambios provocados por la nueva institucionalidad vigente en la industria petrolera, expresados en las leyes 1689 y 1731 promulgadas en la primera gestión de Gonzalo Sánchez de Lozada (1993-1997).

1. Sistema tributario antes de la Capitalización

1.1 Tributos en la Ley de Hidrocarburos N° 1194

La Ley 1194 estableció la vigencia del sistema de regalías y participaciones para la fase del Upstream (Exploración y Explotación). El artículo 73 de la mencionada ley señala:

“La producción de hidrocarburos estará sujeta a una Regalía Departamental, a una Regalía Nacional Compensatoria y a un Impuesto Nacional de acuerdo al siguiente detalle:



- a) Una participación departamental, denominada Regalía, equivalente al once por ciento (11%) de la producción bruta en boca de pozo, pagadera en beneficio del departamento donde se origine la producción;
- b) Una Regalía Nacional Compensatoria, del uno por ciento (1%) de la producción bruta en boca de pozo, pagadera al Departamento del Beni en dos tercios ($2/3$) y a Pando en un tercio ($1/3$), para los efectos de la Ley N° 981 de 7 de marzo de 1988;
- c) Un Impuesto Nacional equivalente al 19% de la producción en boca de pozo;
- d) El Estado, los departamentos productores y los departamentos de Beni y Pando percibirán el impuesto nacional, las regalías departamentales y las regalías compensatorias respectivamente, de acuerdo a las disposiciones legales vigentes”.

La Ley N° 1194 definió también la aplicación de un impuesto a las utilidades a las empresas que operen en el país bajo Contratos de Operación y de Asociación. El artículo 74 de la referida ley así lo determina:

“La producción de hidrocarburos correspondiente a los Contratistas bajo Contratos de Operación o Asociación estará sujeta al pago de un Impuesto a las Utilidades del 40% sobre la Utilidad Neta calculada de acuerdo al presente artículo:

- a) El Impuesto a las Utilidades para efectos de cálculo será considerado como el Impuesto Principal (...). El Impuesto a las Utilidades será calculado sobre la Utilidad Neta Anual que resulte de los estados financieros preparados de acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptados y auditados por compañías de auditoría independiente;
- b) La Utilidad Neta será la retribución del Contratista (después de) deducidos todos los gastos y costos. En el cálculo de la Utilidad Neta, los gastos incluirán las sumas pagadas de acuerdo con el artículo precedente (...) En caso de que la Utilidad Neta, como resultado de las deducciones diera en cualquier año fiscal un saldo negativo, ese monto será trasladado a los siguientes años fiscales como un gasto hasta su total cancelación”.

Por lo tanto, bajo esta normativa, las empresas que realizaban actividades de exploración y explotación pagaban, en

conjunto, regalías y participaciones (12%), un Impuesto Nacional (19%) y un Impuesto a las Utilidades que ascendía al 40%. Cuando YPFB operaba los campos de producción cancelaba regalías y participaciones equivalentes al 31% de la producción bruta en boca de pozo.

Durante la vigencia de la Ley N° 1194 nunca estuvo en discusión la propiedad de los recursos hidrocarburíferos, le pertenecían al Estado boliviano. Bajo este concepto, se suscribían los Contratos de Operación, y cuando los campos eran declarados comerciables, las empresas entregaban el total de la producción a YPFB, y su retribución –de acuerdo a lo establecido en los contratos mencionados– consistía en la transferencia, del Estado a la empresa extranjera, de una parte de la producción con la cual dicha empresa cubría sus costos de producción y obtenía ganancias.

YPFB distribuía la parte que le correspondía al Estado boliviano de la siguiente manera:

- 11% para el Departamento productor;
- 1% para los departamentos de Beni y Pando;
- 19% para Tesoro General de la Nación;
- 19% para YPFB, en calidad de participación.

En consecuencia, el Estado boliviano se beneficiaba con la parte que le correspondía de la producción y la distribuía entre el Departamento productor (11%), los departamentos de Beni y Pando (1%), el Tesoro General de la Nación (19%) y la empresa estatal del petróleo, YPFB (19%). Para fines de distribución y el cálculo de precios de los hidrocarburos producidos, el Artículo 78 de la Ley N° 1194 señala:

“(son) son atribuciones del Ministerio de Energía e Hidrocarburos:

i) Determinar los precios de transferencia de los hidrocarburos adquiridos a los contratistas de operación y/o asociación (...).

j) Determinar los precios de los hidrocarburos en boca de pozo, de acuerdo a disposiciones legales vigentes, para el pago de la Regalía Departamental, Regalía Nacional Compensatoria e Impuesto Nacional”.

Como se observa, la presencia de empresas transnacionales en Bolivia nunca fue una novedad. La normativa vigente antes del proceso de Capitalización establecía, a través de Contratos de Operación y Asociación, las reglas que les permitía a esas empresas establecerse en país y participar en las fases de exploración y explotación invirtiendo sus propios recursos. Si el proceso de exploración a cargo de estas empresas arrojaba resultados positivos, YPFB participaba activamente en la fase siguiente, la explotación o producción, en función de los acuerdos contractuales.

Esos acuerdos, a diferencia de los que hoy están en vigencia, beneficiaban en forma equitativa tanto a las empresas extranjeras como a YPFB: la empresa estatal boliviana se quedaba con el 50% de la producción y la transnacional con el otro 50%. Por supuesto, este tipo de contratos beneficiaban al Estado boliviano bajo el precepto constitucional de que las reservas hidrocarburíferas son de su propiedad, sin importar que estén en el subsuelo o en la superficie.

La mayoría de los contratos suscritos por YPFB, antes de la Capitalización, fueron Contratos de Operación. Este tipo contratos no obligaban a la empresa estatal a destinar recursos para las fases de explotación y exploración. La inversión de esos recursos estaba a cargo de las empresas extranjeras.

El régimen tributario para las otras fases de la cadena de la industria petrolera –transporte, refinamiento, comercialización externa e interna– era el que se aplicaba a cualquier otra actividad económica. El Artículo 69 de la Ley N° 1194 así lo establecía:

“YPFB también podrá suscribir contratos de Asociación con personas naturales y/o jurídicas, nacionales y/o extranjeras, para la ejecución de las fases de refinación, industrialización y comercialización. (...) Estos contratos de Asociación se regirán, exclusivamente, al régimen impositivo y no al régimen tributario contenido en la presente Ley que regirá para los contratos de Asociación y Operación en las fases de exploración y explotación”.

Y si éste era el régimen tributario establecido antes del proceso de Capitalización, el sistema de recaudación fiscal del sector hidrocarburos consistía, fundamentalmente, en la transferencia obligatoria de recursos que realizaba YPFB al Tesoro General de la Nación (TGN). La composición de esta transferencia era la siguiente:

- 65% del valor de las ventas de derivados de petróleo en el mercado interno;
- 30% del valor del gas vendido en el mercado interno;
- 50% del valor de las exportaciones de gas;
- Impuesto al Valor Agregado (IVA) e Impuesto a las Transacciones (IT) sobre la comisión de las gasolineras;
- IVA e IT sobre la comisión de los distribuidores de gas natural.

En conjunto, la transferencia de recursos al TGN en 11 años (desde 1990 hasta el año 2000) llegó a la suma de 339 millones de dólares como promedio anual. Dicho monto, representaba el 5,6% del PIB y el 40% de los ingresos que percibía el TGN.

1.2 Transferencia de excedentes de YPFB al TGN

Antes de 1996, año en el que se abroga la Ley 1194, el TGN se nutría de los recursos del sector hidrocarburos mediante la mencionada transferencia a la que estaba obligada la empresa estatal boliviana. Como se ha señalado, dicha transferencia provenía de las ventas de petróleo, gas natural y derivados que YPFB realizaba en el mercado interno y externo. A estas transferencias se sumaban las regalías a los departamentos productores y a Beni y Pando (12% en conjunto).

Entre 1990 y 1996, YPFB entregó a los departamentos productores (Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba) 40 millones de dólares (promedio anual). El uso de estos recur-

sos estuvo a cargo de las prefecturas departamentales. Bajo esta consideración, la transferencia neta de YPFB a favor del TGN provenía de las ventas en mercado interno y externo y de los impuestos indirectos IVA e IT (Cuadro N° 36).

Cuadro N° 36
Transferencias de Excedentes de YPFB al TGN
(en Millones de dólares americanos)

| Año | IVA/IT YPFB | Ventas Mercado Interno | Ventas Mercado Externo | Regalías Departa- mentales | Participa- ción nacio- nal, 19% | Transferen- cia Estado Nacional | Transfe- rencia TGN |
|------|----------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | (6-4) |
| 1990 | 48.4 | 194.1 | 107.7 | 45.0 | 68.0 | 395.2 | 350.2 |
| 1991 | 56.1 | 211.6 | 79.0 | 48.5 | 70.0 | 465.2 | 416.7 |
| 1992 | 68.3 | 202.0 | 46.3 | 35.0 | 49.0 | 400.6 | 365.6 |
| 1993 | 66.8 | 224.2 | 57.0 | 33.0 | 49.0 | 430.0 | 397.0 |
| 1994 | 70.2 | 181.1 | 21.8 | 35.0 | 52.0 | 360.0 | 325.0 |
| 1995 | 75.8 | 184.8 | 26.3 | 38.0 | 57.0 | 381.9 | 343.9 |
| 1996 | 86.2 | 188.8 | 23.8 | 44.8 | 67.0 | 410.6 | 365.8 |
| 1997 | 79.7 | 58.8 | 16.2 | 0.0 | 0.0 | 154.7 | 154.7 |
| 1998 | 68.5 | 76.8 | 4.1 | 0.0 | 0.0 | 149.4 | 149.4 |
| 1999 | 70.3 | 68.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 139.0 | 139.0 |
| 2000 | 15.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 15.2 | 15.2 |
| 2001 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

Fuente: Ministerio de Finanzas, Gerencia de Finanzas y Contabilidad de YPFB y del Ministerio de Minería e Hidrocarburos. Regalías y Participaciones de 1990 a 1996 corresponde a YPFB. A partir de 1997 proviene del Ministerio de Minería e Hidrocarburos.

Un dato interesante que surge del análisis de la transferencia de excedentes de YPFB al Tesoro General de la Nación en el curso de las dos décadas pasadas, es el referido al momento en que el Estado boliviano decide volcar gran parte de los recursos generados en el Sector Hidrocarburos hacia sus arcas. Fue el 29 de agosto de 1985, día en que se promulga el Decreto Supremo 21060, cuando se determina que YPFB transfiera obligatoriamente el 65% de sus ingresos al TGN. Esta fuente de recursos se constituyó, por tanto, en el soporte fundamental no sólo del TGN y de la



estabilización monetaria y financiera, sino de todo el proceso político, económico y social iniciado en 1985. A partir de este año, y hasta 1996, YPFB transfirió al TGN la suma de 346,6 millones de dólares como promedio anual (Cuadro N° 5).

A partir de 1997 la transferencia de recursos de YPFB al TGN tiende a disminuir notoriamente porque las actividades de exploración y explotación pasaron a manos privadas. En el año 2001 dichas transferencias desaparecen completamente porque ya para entonces, la empresa estatal del petróleo, por obra de la nueva normativa del sector (especialmente por la promulgación de la actual Ley de Hidrocarburos N° 1689), había dejado de ser protagonista en la exploración, y producción o explotación de gas y petróleo. En consecuencia, desde inicios del siglo XXI, YPFB se desprende de las actividades fundamentales que hacen a la cadena productiva de hidrocarburos y sólo se dedica a las funciones que le asigna la Ley 1689, lo que implica que el Estado nacional cancela su participación en las diferentes fases de la cadena.

2. Sistema tributario actual

Con la promulgación y puesta en vigencia de la Ley de Capitalización, la Ley de Hidrocarburos y la modificación de la Ley 843, se pone en marcha un nuevo sistema tributario para el sector petrolero. En este nuevo esquema es fundamental la clasificación de los hidrocarburos en “Existentes” y “Nuevos”. Los hidrocarburos Existentes son las reservas Probadas que estaban en producción al 30 de abril de 1996, fecha en la que se promulgó la Ley 1689; los hidrocarburos Nuevos son las reservas cuya producción se inició a partir de la promulgación de la Ley 1731, el 25 de noviembre de 1996.





Los objetivos planteados por el nuevo sistema fiscal son los siguientes:

- Aumentar las reservas de petróleo y derivados para el mercado interno a través del ingreso de empresas transnacionales;
- Mantener la contribución del Sector Hidrocarburos a los ingresos del TGN;
- Garantizar que la reforma no afecte las recaudaciones fiscales que deben llegar a un monto equivalente al 5,6 del PIB;
- Mayor generación de divisas;
- Hacer atractiva la Capitalización de YPFB;
- Atraer inversiones que no estén en el marco de la Capitalización;
- No incrementar precios de los derivados del petróleo para evitar impactos adversos sobre la economía familiar.

2.1 Tributos actuales en el *Upstream*

Los tributos del Upstream son aquellos que se cobran en las etapas de exploración y explotación o producción. En esta fase se encuentra y se produce petróleo, condensados, gasolina natural, gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural.

Patentes (Decreto Supremo 24419)

En la etapa de exploración –cuando se determina la existencia o no de reservas de hidrocarburos– las empresas extranjeras pagan al Estado boliviano las denominadas Patentes. Una Patente es el derecho que se atribuye el Estado para el cobro de un tributo por el uso de la tierra o el suelo y subsuelo. La Patente es un monto fijo que se paga en función



de la cantidad de Unidades de Trabajo de Exploración (UTE) o parcelas concedidas. Entre 1996 y 2002, el Estado captó 6,5 millones de dólares como promedio anual por este concepto (Cuadro N° 12). El pago de Patentes se diferencia en las áreas tradicionales y en las áreas no tradicionales. En las primeras, el precio por hectárea concedida es más elevado.

Regalías y Participaciones

El cobro de Regalía y Participaciones se realiza en la etapa de explotación, es decir, en el momento del desarrollo o producción de las reservas hidrocarburíferas. Las Regalías y Participaciones constituyen el pago que realizan al Estado boliviano las empresas extranjeras por la producción de un recurso natural no renovable, es decir, por un producto que desaparecerá en el tiempo. Las Regalías y Participaciones se pagan por la producción en boca de pozo.

Regalías departamentales (11%)

El Artículo 50 de la actual Ley de Hidrocarburos N° 1689 define así la Regalía departamental: “Una participación departamental, denominada regalía, equivalente al 11 por ciento (11%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción”.

Regalía nacional compensatoria (1%)

El mismo artículo de la ley establece “Una regalía nacional compensatoria del uno por ciento (1.0%) de la producción bruta en boca de pozo, pagadera a los departamentos de Beni y Pando, de conformidad a lo dispuesto en la Ley 981 del 7 de marzo de 1988”.

Participación YPFB (6%)

De igual manera, el Artículo 50 define “Una participación a favor de YPFB de seis por ciento (6.0%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, que será transferida al Tesoro General de la Nación, luego de deducir el monto necesario para cubrir el presupuesto aprobado por YPFB para la administración de los contratos” (los contratos de Riesgo Compartido).

*Regalía Nacional Complementaria (13%)
y Participación (19%) a favor del TGN*

El Artículo 51 la Ley 1689 crea la “Regalía Nacional Complementaria a la Producción de Hidrocarburos Existentes del trece por ciento (13%) del valor de la producción fiscalizada de hidrocarburos existentes, que se liquidará y abonará mensualmente y en forma directa por los productores al Tesoro General de la Nación”.

El Artículo 72 de la misma ley señala que “los hidrocarburos existentes tributarán una participación nacional del diecinueve (19%) calculada sobre el valor de la producción fiscalizada, que se pagará al Tesoro General de la Nación en dinero”.

Como se observa, los más altos porcentajes de las Regalías y Participaciones que define la Ley 1689 y que favorecen al TGN se aplican sólo a los hidrocarburos Existentes y no así a los hidrocarburos Nuevos. Vale la pena revisar, una vez más, esta clasificación para luego valorar su significación:

Hidrocarburos Existentes son las reservas Probadas de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos N° 1689 y la Ley N° 1731 y certificadas hasta el 30 de abril de 1996 por empresas especializadas (Cuadro N° 37).

Cuadro N° 37
Hidrocarburos Existentes: Regalías y Participaciones
 (en Porcentajes)

| HIDROCARBUROS EXISTENTES | PORCENTAJE |
|--|-------------------|
| Participación Departamental | 11.0 |
| Regalías Nacionales (Beni y Pando) | 1.0 |
| Regalías Nacionales Complementarias | 13.0 |
| Participación Nacional | 19.0 |
| Participación a Y.P.F.B. (s/Prod. Bruta Hidrocarburos) | 6.0 |
| TOTAL | 50.0 |

Hidrocarburos Nuevos son todos aquellos no contenidos en la definición de hidrocarburos Existentes. Estas definiciones provienen de la Ley 1689 de 30 de abril de 1996 y los artículos 8 y 9 de la Ley 1731 de 25 de noviembre de 1996 (Cuadro N° 38).

Cuadro N° 38
Hidrocarburos Nuevos: Regalías y Participaciones
 (en Porcentajes)

| HIDROCARBUROS NUEVOS | PORCENTAJE |
|--|-------------------|
| Participación Departamental | 11.0 |
| Regalías Nacionales (Beni y Pando) | 1.0 |
| Regalías Nacionales Complementarias | 0.0 |
| Participación Nacional | 0.0 |
| Participación a Y.P.F.B. (s/Prod. Bruta Hidrocarburos) | 6.0 |
| TOTAL | 18.0 |

La importancia de la clasificación de los campos hidrocarburíferos en Existentes y Nuevos radica sustancialmente en que el Estado boliviano dejará de percibir el 32% de Regalías y Participaciones. Esta afirmación está respaldada por el análisis de las reservas de gas y de petróleo que nos indican –como lo señalamos en un capítulo anterior–, que las reservas Existentes sólo representan el 3% del total de reservas, mientras que las reservas Nuevas constituyen



el restante 97%. Debe señalarse, además, que los campos con mayores reserva de gas y petróleo –los megacampos– fueron clasificados como Nuevos a pesar de que varios de ellos eran campos conocidos y estudiados por YPFB, es decir, que se conocían las reservas Probables existentes en esos campos.

Impuesto al Valor Agregado (IVA), a las Transacciones (IT), a las Utilidades de las Empresas (IUE) y a las utilidades extraordinarias (SURTAX)

En la fase de explotación o producción las empresas contratistas tienen la obligación de cumplir compromisos tributarios con el Estado boliviano. Las normas vigentes establecen cinco tributos¹, todo ellos explicados en el Cuadro siguiente:

Cuadro N° 39
Impuestos IVA, IT, IUE, IRUE, SURTAX

| IMPUESTO | ALICUOTA | COMENTARIO |
|---|-------------------------------------|---|
| Impuesto al Valor Agregado (IVA) | 13% | Ley 843, Art. 1° incisos a y b. Controlado por el Sistema Nacional de Impuestos Internos (SNII) |
| Impuesto a las Transacciones (IT) | 3% | En esta etapa se encuentran exentos de acuerdo a la Ley 1731, Art. 3° incisos (j) |
| Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE) | 25% sobre Utilidades Netas | Ley 843, Art. 38, numeral 2. Acreditable contra la Regalía Nacional Complementaria. Sistema controlado por el SNII. |

1 Tributo es una prestación obligatoria comúnmente en dinero exigida por el Estado en virtud de su poder de imperio y que da lugar a relaciones jurídicas de derecho público.





| IMPUESTO | ALICUOTA | COMENTARIO |
|---|----------------------------|--|
| Impuesto a la remisión de las utilidades al exterior (IRUE) | 12.5% | |
| SURTAX | Alícuota adicional del 25% | Es la alícuota adicional a las utilidades extraordinarias por actividades extractivas de recursos naturales no renovables. La alícuota se aplicará previa deducción de algunos conceptos citados en la Ley 1731 Art. 1°. Sistema controlado por el SNII. |

SURTAX, impuesto extraordinario sobre las ganancias (25%)

El SURTAX nace con la Ley 1731. Es un impuesto adicional a las utilidades o a las ganancias extraordinarias que obtendrían las empresas petroleras en los campos hidrocarburíferos grandes. Se estima que los campos San Alberto, San Antonio, Margarita e Itau producirán ganancias extraordinarias. El SURTAX tiene una alícuota adicional del 25% que se calcula sobre la base imponible del impuesto sobre las utilidades atribuidas directamente a actividades de exploración y explotación.

Los objetivos² del SURTAX son:

- Captar la renta petrolera cuando se presentan ciertas condiciones económicas y geológicas inusualmente favorables, como es el caso de los campos de San Alberto, San Antonio, Itaú y Margarita;
- Cuando una empresa puede recaudar dos veces su capital invertido (alza de precios y/o reservorios grandes y productivos);

2 Semanario Energy Press N° 95, 24-30 de junio de 2002.



- Cuando estas condiciones inusuales generan una incertidumbre excepcional en los ingresos;
- Promover la re-inversión en actividades extractivas.

Este impuesto será pagado en el largo plazo por aquellas empresas que tengan utilidades y que decidan no reinvertir en el país. El SURTAX se aplica a los saldos de utilidades que sobrepasan la relación entre montos invertidos e ingresos recibidos.

La base imponible de este sobreimpuesto es la misma que la de los impuestos sobre las utilidades, previa deducción de los siguientes conceptos: hasta el 33% de inversiones acumuladas en exploración y explotación de hidrocarburos, y hasta el 45% del valor de la producción en boca de pozo por cada campo, teniendo un límite anual de 250 millones de bolivianos que serán actualizados conforme a la variación de la devaluación del dólar estadounidense.

Las causas que podrían impedir la generación de este impuesto son: la probable presencia de precios en boca de pozo demasiado bajos y la obtención de utilidades que no lleguen a un nivel adecuado para gestar su contribución.

El SURTAX debía comenzar a aplicarse a principios de julio del año 1997 pero no fue posible porque la producción en los megacampos no llegaron a niveles que permitieran la obtención de esta sobretasa. Se prevé que se aplique a partir del 2006, cuando los megacampos gasíferos estén en su más alto nivel de producción y las empresas hayan recuperado su inversión.

El SURTAX es, finalmente, el más polémico de los impuestos del nuevo marco jurídico creado desde la promulgación de la Ley 1689. La polémica se alienta, además, porque hasta la fecha no existe reglamentación alguna para este tributo.

2.2 Tributos actuales en el *Downstream*

Describiremos aquí los tributos aplicados en las fases de refinación, transporte, almacenaje, comercialización (mayorista y minorista) y exportación. Todas estas actividades se encuentran gravadas por los siguientes impuestos:

Cuadro N° 40
Actividades / Impuestos

| ACTIVIDAD | IMPUESTO |
|---|--|
| Refinación. Empresa Boliviana de Refinación (EBR) | IVA, IT, IUE, IEHD, IRUE |
| Transporte | IVA, IT, IUE, IRUE |
| Almacenaje | IVA, IT, IUE, IRUE |
| Comercialización (Mayorista y minorista) | IVA, IT/ Margen mayorista o sobre margen minorista, IUE e IRUE |
| Exportación | CEDEIM (Verificación del crédito) |
| Aranceles sobre importación | |

Las alícuotas de los impuestos son los ya mencionados en la etapa del *Upstream*.

Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEDH)

El IEHD surge en febrero de 1995 y su objetivo es asegurar la captación de ingresos fiscales en un monto por lo menos similar al periodo anterior a la Capitalización. Ha sido diseñado bajo la idea de procurar neutralidad impositiva y evitar efectos adversos sobre los consumidores. El IEHD se grava en la primera fase de la comercialización de hidrocarburos y derivados en el mercado interno, sean estos producidos internamente o importados.

El IEHD es un impuesto indirecto y se ha convertido, en los últimos años, en la variable fundamental para asegurar la transferencia de excedentes de los consumidores a favor del Estado boliviano. La Empresa Boliviana de Refinación (EBR) hace las veces de agente de retención del impuesto

que paga el consumidor boliviano en el momento del consumo de los derivados del petróleo. El IEDH, por tanto, grava las actividades de refinación y las importaciones de productos de consumo final.

Es importante señalar aquí que las empresas transnacionales que operan en Bolivia entregan petróleo a las refinerías al precio WTI. Este es el precio más alto y estable en el mercado internacional, lo que, por supuesto, beneficia a dichas empresas en detrimento de los consumidores.

2.3 Trayectoria de las regalías y las participaciones

Las recaudaciones por regalías y participaciones dependen fundamentalmente de la evolución de precios y del nivel de producción de hidrocarburos. Se debe recordar que la Ley de Hidrocarburos N° 1689 establece un régimen tributario en función de la clasificación de campos: los campos Existentes cancelan el 50% por concepto de regalías y participaciones, y los campos Nuevos sólo el 18%. Inmediatamente, analizaremos el comportamiento de regalías y participaciones a partir de las modificaciones incorporadas en el marco jurídico del sector hidrocarburos en actual vigencia.

Regalía Departamental (11%)

En el periodo 1997-1999 el comportamiento de regalías y participaciones tuvo una relativa estabilidad porque los precios y la producción de gas natural, petróleo y GLP no sufrieron grandes alteraciones.

A partir de 2000 las regalías y participaciones sufren una elevación considerable (Cuadro N° 41). Este fenómeno se debe a que en ese año se produjo una significativa elevación del precio del petróleo en el mercado internacional. En dicha elevación de precios jugó un papel importante la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP).

El efecto en Bolivia de este fenómeno provocó la fluctuación del precio del gas natural en boca de pozo: osciló entre 1,20 y 1,47 dólares el millar de pies cúbicos (Mpc).

En el año 2001 las regalías y participaciones también se incrementaron, aunque no como en el año 2000 (Cuadro N° 41). Esto se debe a un efecto combinado de precios y cantidades: los precios no se incrementaron significativamente pero sí los volúmenes de producción debido a los compromisos asumidos en el contrato de exportación a Brasil cuyo principal componente es el gas natural. Este último aspecto explica, casi en su integridad, el incremento en el valor de regalías y participaciones en el 2001 (no esta demás apuntar que el aumento de la producción de gas natural supone también una cada vez mayor captación de regalías y participaciones por parte de las prefecturas de los departamentos productores, especialmente la de Tarija, que contará con recursos considerables una vez que se utilice plenamente la capacidad del gasoducto a Brasil).

Cuadro N° 41
Regalías y Participaciones
(en Millones de dólares americanos)

| | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 |
|----------------------------------|-------|--------|-------|--------|--------|--------|
| Regalía Departamental: 11% | 19.78 | 29.51 | 31.97 | 55.89 | 65.52 | 64.47 |
| Regalía Nal. Compensatoria: 1% | 1.80 | 2.68 | 2.91 | 5.08 | 5.96 | 5.86 |
| Total Regalías (11%+1%) | 21.58 | 32.19 | 34.87 | 60.97 | 71.47 | 70.33 |
| Total T.G.N. | 42.35 | 64.48 | 46.36 | 85.94 | 79.71 | 65.86 |
| Regalía Nal. Complementaria:13% | 17.04 | 25.16 | 18.35 | 33.26 | 30.72 | 25.42 |
| Participación Nacional:19% | 25.31 | 39.31 | 28.01 | 52.68 | 48.99 | 40.44 |
| Participación Y.P.F.B.: 6% | 10.66 | 18.75 | 18.24 | 33.05 | 37.05 | 36.25 |
| Total Participaciones | 53.01 | 83.23 | 64.59 | 118.99 | 116.76 | 102.11 |
| Total Regalías y Participaciones | 74.59 | 115.42 | 99.47 | 179.96 | 188.23 | 172.44 |

Fuente: * Vicemin. de Energía e Hidrocarburos: Serie de regalías y participaciones, año 2002.

* Ministerio de Minería e Hidrocarburos: Análisis comparativo de ingresos por regalías y participaciones hidrocarburíferas. La Paz, abril de 2003.

La tendencia cambió en 2002, año en el que se observa una caída notoria en el valor de regalías y participaciones. La causa principal de esta caída se debe, esta vez, a una reducción del precio del petróleo en el mercado internacional. Dicho precio, en 2001, cayó de 24,16 a 23,3 dólares el barril³, provocando también una baja en los precios del gas natural porque, como hemos analizado anteriormente, su precio depende del comportamiento de la cotización internacional de la “canasta” de tres Fuel Oil. El otro componente que explica el valor de regalías y participaciones en 2002 –la producción– tuvo comportamientos diferentes. La exportación a la Argentina y la de Cuiabá-Brasil aumentó, mientras que la que está regida por el contrato de compra-venta a Brasil tuvo una elevación casi imperceptible: de 10,07 millones de metros cúbico (MMm³) el 2001, a 10,32 MMm³ el 2002.

El análisis de las regalías y participaciones desde el punto de vista de sus receptores –departamentos, YPFB y TGN– arroja comportamientos y proporciones distintos. Los mayores impactos negativos se registran en YPFB y en el TGN, pero en especial en el TGN. Esto se debe a la creciente disminución de los niveles de producción de las reservas o yacimientos Existentes. Como se ha señalado en este trabajo, debido a la clasificación de hidrocarburos en Nuevos y Existentes (Ley N° 1689) la recepción de regalías y participaciones por parte del Estado disminuirá en un 32%. Éste es el fenómeno que ya se comienza a advertir en el año 2002 por la declinación de la producción en los campos Existentes (que pagan el 50% en regalías y participaciones) y por la mayor relevancia de los campos Nuevos que pagan sólo el 18% de regalías.

Analicemos ahora el caso de los departamentos, receptores también de regalías y participaciones. Debido a la impor-

3 Análisis comparativo de Ingresos por Regalías y Participaciones Hidrocarburíferas, gestiones 2001-2001. Ministerio de Minería e Hidrocarburos. La Paz, abril de 2003.

tancia de los campos petroleros situados en el departamento de Tarija, la distribución de regalías departamentales ha sufrido un cambio cualitativo, sólo basta observar la distribución en los años 1997 y 2001 (Gráficos 12 y 13). Los departamentos de Cochabamba, Chuquisaca y Santa Cruz tienden a participar en una proporción cada vez menor mientras que el peso de Tarija aumenta notablemente. Un sólo dato ratifica claramente esta tendencia: en 1997, Tarija ingresó 1,7 millones de dólares; cuatro años después, el 2001, esa cifra creció en casi nueve veces, es decir, 14,8 millones de dólares. Esta tendencia se hará más evidente a partir de 2004, cuando la producción de gas natural provenga de los campos Nuevos San Alberto y San Antonio.

Gráfico N° 12
Regalía Departamentales en 1997
(en Porcentajes)

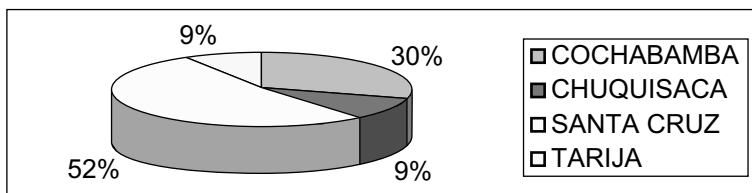
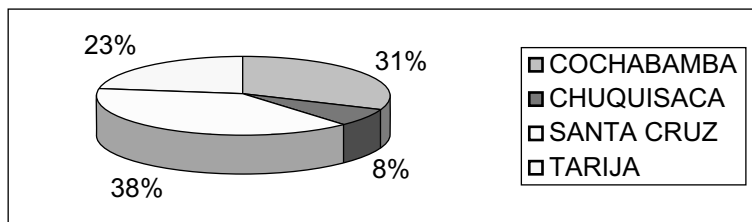


Gráfico N° 13
Regalía Departamentales en 2002
(en Porcentajes)



Regalía Nacional Compensatoria (1%)

Por la tendencia anotada, los departamentos que reciben la Regalía Nacional Compensatoria (Beni y Pando) captaron mayores recursos y lo seguirán haciendo mientras se mantenga el creciente nivel de producción de hidrocarburos en los departamentos productores.

Regalía Nacional Complementaria (13%) y Participación Nacional (19%)

Como se ha señalado, la producción de hidrocarburos Existentes tributa el 13% por concepto de Regalía Nacional Complementaria y el 19% por Participación Nacional. Bajo estos conceptos, las captaciones del TGN en el periodo 1997-2001 tienen un comportamiento irregular pero tendiente al alza (Cuadro N° 41). Ese comportamiento, sin embargo, se revertirá inevitablemente por la declinación de la producción de los campos hidrocarburíferos Existentes. En estos campos, como se ha señalado anteriormente, se encuentran sólo el 3% de reservas del país y, por tanto, su importancia es cada vez menor. La tendencia al alza registrada hasta el 2001 se revertirá también porque aumentará la producción de campos Nuevos como San Alberto y San Antonio.

Participación TGN-YPFB (6%)

Las tendencias de las participaciones que reciben YPFB y el TGN (6%) son muy parecidas a las que se producen en el caso de la Regalía Nacional Complementaria (13%) y la Participación Nacional (19%).

2.4 Transferencias del sector hidrocarburífero privatizado al TGN

Como señalamos anteriormente, la Ley de Hidrocarburos 1689 y la modificación a la Ley 843 generaron un nuevo sistema impositivo para el sector hidrocarburífero. El diseño de este nuevo sistema está orientado a beneficiar a los departamentos productores a través de regalías y participaciones y al TGN a través de dos tipos de impuestos: los **impuestos indirectos** (Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados/IEHD, el Impuesto al Valor Agregado/IVA y el Impuesto a las Transacciones/IT); y los **impuestos directos** (Impuesto a la Utilidad de las Empresas/IUE, el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior/IRUE), el impuesto a las utilidades extraordinarias llamado SURTAX y los impuestos denominados como Regalía Nacional Complementaria y Participación Nacional del 13% y 19%, respectivamente). Estos dos últimos impuestos se aplican sólo a la producción de hidrocarburos en los campos Existentes.

Entre 1997 y 2002, tomando en cuenta el comportamiento global de las regalías e impuestos mencionados, la transferencia promedio anual del sector hidrocarburos a favor del TGN alcanza a 379,78 millones de dólares (Cuadro N° 42, columna "Total General"). Entre 1990 y 1996 –el periodo anterior a las reformas del sector–, la mencionada transferencia fue de 371,46 millones de dólares como promedio anual. La diferencia entre estos dos periodos, de apenas 8,32 millones de dólares, indica que el aporte al TGN en el periodo posterior a la reforma del sector es ligeramente superior. Este último dato merece un comentario.

Si se toma en cuenta el enorme costo que representó para el país la entrega de los derechos de propiedad de los hidrocarburos a las empresas transnacionales bajo la expectativa de recibir ingresos verdaderamente superiores a los registrados en el periodo anterior a la Capitalización y privatización,

lo menos que se puede decir es que los ingresos percibidos en seis años de reforma (1997-2002) –apenas superiores en poco más de ocho millones de dólares–, debieran hacer empalidecer a los diseñadores y operadores del programa de Capitalización y privatización de la industria petrolera nacional. De igual forma, los pobres resultados de ese programa explican la frustración y descontento de la población boliviana.

Cuadro N° 42
Aporte del Sector Hidrocarburos al TGN
(en Millones de dólares americanos)

| Año | Transferencias YPFB al TGN(1) | IEHD(2) | IVA/IT Privados(1) | IUE y Remesa de Utilidades(1) | Participación (6%) TGN(3) | Regalía (13%) Participación (19%) TGN (3) | Total General |
|------|-------------------------------|---------|--------------------|-------------------------------|---------------------------|---|---------------|
| 1990 | 350.2 | | | | | | 350.2 |
| 1991 | 416.7 | | | | | | 416.7 |
| 1992 | 365.6 | | | | | | 365.6 |
| 1993 | 397 | | | | | | 397.0 |
| 1994 | 325 | | | | | | 325.0 |
| 1995 | 343.9 | 0.9 | 11.5 | 0.8 | | | 357.2 |
| 1996 | 365.8 | 9.2 | 11.1 | 2.3 | | | 388.5 |
| 1997 | 154.7 | 101.8 | 28.4 | 7.8 | 10.7 | 42.3 | 303.4 |
| 1998 | 149.4 | 193.4 | 29.7 | 12.7 | 18.8 | 64.5 | 468.5 |
| 1999 | 139 | 198.1 | 30.2 | 8.7 | 18.2 | 46.4 | 440.6 |
| 2000 | 15.2 | 212.2 | 34.4 | 9.5 | 33.1 | 85.9 | 390.3 |
| 2001 | 0 | 190.8 | 22.7 | 12.5 | 37.1 | 79.7 | 342.7 |
| 2002 | 0 | 183.0 | 33.0 | 15.0 | 36.3 | 65.9 | 333.2 |

(1) Ministerio de Hacienda y Servicio Nacional de Impuestos Internos. Para el 2002, Cámara Boliviana de Hidrocarburos, solicitada en el matutino La Razón, 17 de diciembre de 2003.

(2) **Fuente:** Dossier estadístico Vol. IV y V. Unidad de Programación Fiscal, Viceministerio de Tesoro y Crédito Público Ministerio de Hacienda, 2002 y 2003.

(3) **Fuente:** Ministerio de Minería e Hidrocarburos.

Regalías (6%)

Los recursos captados por este concepto por parte del TGN son parte del presupuesto financiero de YPFB. Desde 1997, dicho presupuesto tiende a aumentar por el incremento de los precios y el volumen de los hidrocarburos. Hasta el

2001 esta tendencia se mantuvo, pero en el año siguiente, el 2002, los dos factores mencionados evolucionaron de diferente manera: los precios en el mercado internacional sufrieron una caída y la producción tuvo una leve mejoría.

Regalías (13%) y Participaciones (19%)

Las regalías y participaciones que capta el TGN de las actividades de exploración y explotación, en el periodo posterior a las reformas del sector, también tienden a aumentar debido a la elevación de los precios en boca de pozo y de los volúmenes de producción, particularmente de gas natural. Así ocurrió hasta el año 2000, año en el que el monto de regalías y participaciones llegó a 86 millones de dólares (Cuadro N° 41). En los dos últimos años, 2001 y 2002, se produjo una gradual reducción de las transferencias al TGN debido, en parte, a precios y producción y, por otra, a la declinación de la producción de los campos Existentes. Esta reducción afecta directamente a los ingresos del Estado que provienen de este tipo de regalías y participaciones.

A partir de 2006, la producción y exportación de gas natural estará dominada por la producción de los campos Nuevos. Esto implica que el TGN sólo se beneficiará del 6% de regalías y participaciones, debido a que las actuales regalías del 13% y las participaciones del 19% se aplican sólo a los campos de hidrocarburos Existentes. Estos dos últimos impuestos desaparecerán al igual que los campos Existentes. En buenas cuentas, esto quiere decir que el TGN dejará de percibir un 32% de regalías y participaciones, equivalente, en los últimos años, a un promedio de 64 millones de dólares cada año.

De acuerdo al diseño del nuevo sistema tributario, el impuesto a las utilidades extraordinarias, denominado SURTAX, tendría que compensar la mencionada pérdida del 32% que afectará al TGN. Al respecto, nos parece pertinente alertar que el SURTAX no sólo tendría que compensar la mencionada pérdida, sino que debería arrojar montos su-

periores al 32% en regalías y participaciones. Si éste no es el comportamiento del SURTAX, no se cumplirán los resultados que esperan obtener los diseñadores del nuevo sistema tributario. Como veremos más adelante, hasta el momento el SURTAX no arrojó resultados de ninguna naturaleza, lo único seguro es que a partir de 2006 desaparecerán los hidrocarburos Existentes.

Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD)

EL IEHD es el principal impuesto creado en el momento de la Capitalización. La creación de este impuesto obedece a la idea de contar con un instrumento de captación de ingresos que permita asegurar que los ingresos en favor del TGN sean por lo menos iguales a los obtenidos en el periodo anterior a las reformas. Este es el concepto de la denominada neutralidad impositiva. Hasta el año 2002, la captación realizada por este impuesto indirecto fue significativa (Cuadro N° 42). El comportamiento del IEHD, en relación a los otros impuestos del sector, es el de mayor dinámica: en promedio anual captó –desde 1995 a 2002– 136 millones de dólares.

La determinación del IEHD por tipo de producto ha sido concebida a partir de un razonamiento peculiar. En primer lugar, los niveles de todas las alícuotas han sido fijadas en bolivianos; en segundo lugar, se ha buscado, desde el momento de la creación del IEHD, que los comportamientos de las alícuotas mencionadas siempre sean idénticos, es decir, que si se producen las condiciones para la subida del precio de sólo uno de los productos a los que se aplica el IEHD, todas las alícuotas de los otros productos se elevan. La única diferencia en la aplicación de este impuesto por producto radica en el ritmo e intensidad de la elevación de las alícuotas (Cuadro N° 43). Así, durante los últimos 10 años, se duplicaron las alícuotas del Diesel

Oil nacional, las Grasas Lubrificantes, los Aceites Automotrices, el Jet Fuel internacional y las del Diesel Oil importado. También tuvieron una elevación considerable las alícuotas de la Gasolina Especial y de la Gasolina Premium. La alícuota de la Gasolina de Aviación se mantuvo constante y la única que se redujo fue la del Jet Fuel nacional.

Cuadro N° 43
Evolución de las Alícuotas del IEHD
(en Bolivianos)

| PRODUCTO | UNIDAD | D.S. 24055 Vigente desde 1/10/95 hasta 19/01/96 | D.S. 26270 Vigente desde el 05/08/2001 hasta la fecha | Evolución IEHD |
|----------------------------|--------|--|--|-----------------------|
| GASOLINA ESPECIAL | Litro | 0.92 | 1.26 | 37.0 |
| GASOLINA PREMIUM | Litro | 1.35 | 2.58 | 91.1 |
| GASOLINA DE AVIACION(1) | Litro | 0.34 | 0.34 | 0.0 |
| DIESEL OIL | Litro | 0.10 | 0.20 | 100.0 |
| DIESEL OIL NACIONAL(2) | Litro | 0.22 | 0.795 | 261.4 |
| DIESEL OIL IMPORTADO(3) | Litro | 0.6 | 0.70 | 16.7 |
| GRASAS LUBRICANTES | Litro | 0.56 | 1.37 | 144.6 |
| ACEITES AUTOMOTRICES (LUB) | Litro | 0.56 | 1.37 | 144.6 |
| FUEL OIL(4) | Litro | 0.27 | 0.29 | 7.4 |
| JET FUEL INTERNACIONAL(5) | Litro | 0.14 | 0.32 | 128.6 |
| JET FUEL NACIONAL(6) | Litro | 0.18 | 0.09 | -50.0 |

Fuente: Elaboración propia con base en información del Servicio Nacional de Impuestos Internos.

(1) Vigente desde el 26/0500

(2) DS. 25251 Vigente desde el 18/12/98

(3) DS. 24915 Vigente desde el 06/12/97

(4) DS. 25604 Vigente desde el 01/12/99

(5) DS. 24217 Vigente desde el 20/01/96

(6) DS. 25604 Vigente desde el 01/12/99

Como se observa, el IEHD, además de ser un impuesto indirecto, es una variable de ajuste que opera dinámicamente en el Sector Hidrocarburos. Debe señalarse también otra de sus particularidades: los cambios o variaciones de las alícuotas del IEHD son atribuciones otorgadas, vía ley, al Poder Ejecutivo y no al Legislativo, tal como debiera ser al tratarse de



modificaciones impositivas. Al estar el IEHD en manos del Ejecutivo, no es posible descartar el manejo discrecional de este impuesto. Así sucedió en el momento en que se privatizaron las fases del *Downstream* durante el gobierno de Hugo Banzer: las empresas extranjeras adjudicatarias de las refinería, por ejemplo, lograron mayor beneficios.

Otra singularidad de este impuesto es la definición de valores relativos excesivos. En el caso de las gasolinas (Especial y Premium), por ejemplo, estos valores llegan a 38 y 51%, respectivamente. Por esta razón, una tercera parte del precio de la Gasolina Especial (38%) y la mitad del precio de la Premium (51%) corresponden al IEHD (Cuadro N° 44). Este es un ejemplo de cómo el IEHD se ha convertido en una variable de ajuste del Sector Hidrocarburos. A través de su modificación, normalmente tendientes al alza, se logra una mayor recaudación tributaria.

Cuadro N° 44
Niveles de las Alícuotas Vigentes del IEHD
(en Porcentajes)

| | UNIDAD | PRECIO | IEHD Bolivianos | Porcentaje IEHD |
|--------------------------|--------|--------|--------------------|--------------------|
| GASOLINA ESPECIAL | Litro | 3.31 | 1.26 | 38.1 |
| GASOLINA PREMIUM* | Litro | 5.07 | 2.58 | 50.9 |
| GASOLINA DE AVIACION* | Litro | 4.17 | 0.34 | 8.2 |
| DIESEL OIL | Litro | 3.12 | 0.20 | 6.4 |
| FUEL OIL | Litro | 2.48 | 0.29 | 11.7 |
| JET FUEL INTERNACIONAL * | Litro | 2.32 | 0.32 | 13.8 |
| JET FUEL NACIONAL * | Litro | 2.01 | 0.09 | 4.5 |

* Vigencia desde el 5 de junio de 2002.

Fuente: Instituto Nacional de Estadística.

Por todo lo señalado, queda claro que el IEHD, después de la Capitalización y privatización del Sector Hidrocarburos, es el impuesto de mayor relevancia en términos de su aporte al TGN. Y, en este sentido, debe señalarse que al



tratarse de un impuesto indirecto, no es la empresa refinadora de petróleo la que paga el impuesto, sino los ciudadanos bolivianos en el momento en que compran los productos afectados por el IEHD o cuando utilizan medios de transporte aéreo o terrestre. La Empresa Boliviana de Refinación (EBR) sólo funge como agente de retención.

A propósito del manejo del IEHD por parte del Ejecutivo, vale la pena citar algunos ejemplos concretos. Todo aumento de la alícuota del impuesto afecta, inicialmente, los ingresos de las empresas que integran el consorcio EBR porque ese aumento reduce sus márgenes de ganancia. Para evitar este fenómeno, paralelamente a la elevación del IEHD, el gobierno eleva los precios de los derivados del petróleo, afectando el poder adquisitivo de la población de ingresos fijos y los costos de producción de las empresas nacionales.

En los seis años posteriores a la Capitalización (Cuadro N° 45), los precios de los derivados de petróleo aumentaron en forma considerable: las gasolinas Especial y Premium se elevaron en 1,79 y 1,88 veces, respectivamente; el Kerosene, el Diesel Oil y el Jet nacional e internacional, prácticamente duplicaron sus precios. Este tipo de comportamiento del IEHD, por supuesto, tiene efectos favorables para las empresas dedicadas a la refinación y adversos sobre los consumidores y empresarios nacionales.

Cuadro N° 45
Bolivia: Evolución de los Precios en el Mercado Interno
(en Bolivianos)

| | Unidad | 1996 | 2002 | 2002/1996 |
|--------------------|--------|------|------|-----------|
| Gasolina Especial | LITRO | 1.85 | 3.31 | 1.79 |
| Gasolina Premium | LITRO | 2.70 | 5.07 | 1.88 |
| Kerosene | LITRO | 0.95 | 1.95 | 2.05 |
| Diesel Oil | LITRO | 1.54 | 3.12 | 2.03 |
| Fuel Oil | LITRO | 1.45 | 2.48 | 1.71 |
| Jet Fuel Emp. Nal. | GALON | 4.00 | 7.61 | 1.90 |
| Jet Fuel Emp. Ext. | GALON | 4.00 | 8.77 | 2.19 |

Otro ejemplo concreto de la forma en que se maneja el IEHD es el sucedido en diciembre de 1997, durante el gobierno de Hugo Banzer. En ese momento, se incrementaron los precios de los derivados del petróleo en 14% para hacer atractiva la privatización de las refinerías. Dicho de otra forma: el mencionado incremento de precios, en este caso, tenía un claro objetivo: asegurarles a los inversionistas un buen margen de ganancia para que procedan a la compra de las refinerías. Otro ejemplo reciente: en el año 2000, debido a las oscilaciones de precios del petróleo en el mercado internacional, el gobierno de Banzer llegó a un acuerdo con las empresas transnacionales para congelar los precios de los productos derivados. En este caso el propósito del Gobierno fue evitar los crecientes conflictos sociales que se iniciaron en ese año.

Finalmente, y en base a todos los ejemplos expuestos, debe decirse que el IEHD es, en comparación con otros impuestos, el que tiene un comportamiento más dinámico y el que explica, en mayor medida, el ingreso captado por el TGN del sector hidrocarburos.

Impuesto al Valor Agregado (IVA) e Impuesto a las Transacciones (IT)

El Impuesto al Valor Agregado y el Impuesto a las Transacciones son también impuestos indirectos, lo que quiere decir que son los ciudadanos bolivianos quienes los pagan en el momento de la compra de derivados del petróleo u otro tipo de servicios vinculados con éstos. Las empresas productoras de derivados de hidrocarburos, como sucede con todo impuesto indirecto, sólo juegan el papel de agentes de retención.

Las recaudaciones por el IVA y el IT pueden dividirse en dos momentos: un primer momento, entre 1995 y 1996, de relativa estabilidad, y un segundo momento, a partir de 1997 hasta el 2002, en que la captación tributaria de estos

impuestos llega a triplicarse (de 11,1 millones de dólares en 1996, a 33 millones de dólares en 2002) (Cuadro N° 42).

Debe señalarse también que en las fases de exploración y explotación (*Upstream*) las empresas transnacionales no pagan el IT. En las siguientes fases de la cadena (*Downstream*) el IT se aplica a los márgenes de ganancia de los distribuidores mayoristas y minoristas, y al almacenaje de hidrocarburos. La definición del citado margen no figura en la Ley 843.

El desempeño de estos dos impuestos, el IVA e IT, podría ser mucho mejor. La principal razón que imposibilita una mayor recaudación es el mecanismo del crédito fiscal establecido para las empresas petroleras en la Ley 843. El Artículo 8 de esta ley señala:

“Sólo darán lugar al cómputo del crédito fiscal aquí previsto las compras, adquisiciones o importaciones definitivas, contratos de obras o servicios, o toda otra prestación o insumo de cualquier naturaleza, en la medida en que se vinculen con las operaciones gravadas, es decir, aquellas destinadas a la actividad por la que el sujeto resulta responsable del gravamen”.

Como se sabe, las empresas petroleras –especialmente en los primeros años de su actividad– realizan compras o importaciones en montos significativos. En esta dirección, y de acuerdo al Artículo 9 de la Ley 843:

“Si la diferencia (entre débito y crédito fiscal) resultare en un saldo a favor del contribuyente, este saldo, con actualización de valor, podrá ser compensado con el impuesto al valor agregado a favor del fisco, correspondiente a periodos fiscales posteriores”.

El caso descrito en el artículo citado se presenta con recurrencia en las empresas petroleras. Por ello, el crédito fiscal que obtienen es muy alto, debido a la magnitud de sus inversiones, es decir, al volumen y valor de sus compras e importaciones. Estas compras e inversiones, conver-

tidas en crédito fiscal explican por qué estas empresa pagan menos impuestos.

Recientemente, se ha presentado una intensa polémica respecto de la interpretación y alcances del crédito fiscal entre el Estado y un consorcio que opera en el país. Las empresas que conforman dicho consorcio consideran que las inversiones que efectuaron en los campos de producción que manejen deben incluirse como crédito fiscal. En casos como este, es el Servicio de Impuestos Nacionales (SIN) quien, a partir de la obligación que tiene de fiscalizar y efectuar seguimiento a las empresas petroleras para que la captación tributaria sea la mejor para el TGN, debiera dirimir la polémica. En el caso comentado, sin embargo, el SIN no jugó el papel que le corresponde.

Debido a la magnitud del negocio petrolero y de las empresas transnacionales involucradas en él, nos parece conveniente que el Estado nacional reconsidere la pertinencia del crédito fiscal. Esta medida, sin duda, mejoraría la situación de las arcas fiscales.

Impuesto a la Utilidad de las Empresas (IUE) e Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (IRUE)⁴

El comportamiento del IUE y IRUE es bastante errático. En promedio anual, entre 1995 y 2002 (Cuadro N° 42), el TGN captó 11 millones de dólares por el cobro de estos dos impuestos. Hay que señalar que en los dos últimos años del periodo citado, el comportamiento es estos tributos fue ascendente (12,5 y 15 millones de dólares respecto de los 7,8 millones recaudados en 1997).

4 No fue posible desagregar los dos impuestos debido a la metodología establecida en las instituciones gubernamentales. Inclusive fue complicado conseguir esta información debido a la falta de transparencia de estas instituciones.

El monto imponible de estos dos impuestos proviene de la información que entregan las empresas transnacionales. En el caso de aquellas que están presentes en todas las fases de la cadena hidrocarburífera, por la información y análisis efectuado a lo largo de este trabajo, es posible afirmar que la captación de ingresos por el IUE y el IRUE no guarda simetría con las inversiones y negocios que están realizando las citadas empresas petroleras.

En el III Congreso Latinoamericano de Gas y Electricidad, llevado a cabo en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra entre el 22 y 24 de abril de 2002, la empresa petrolera española Repsol YPF presentó un documento titulado "El mercado de gas natural boliviano". En base a este documento, uno de los ejecutivos principales de esta empresa, Roberto Mallea, reveló que "por cada dólar que invierten en Bolivia reciben 10 de ganancia"⁵. El nivel óptimo y conocido de rentabilidad en la industria hidrocarburífera mundial es de cinco dólares y hasta de tres dólares estadounidenses. Otro dato: en Bolivia, los costos de producción de un barril de petróleo alcanzan a 0,97 centavos de dólar; en países como Venezuela, México y Argentina, en cambio, el barril recuperado demanda cuatro dólares de inversión.

Estos datos refuerzan el argumento que nos permite subrayar la ausencia de correspondencia entre los ingresos declarados y los obtenidos por las empresas transnacionales. Es necesario señalar, además, que las empresas asentadas en territorio boliviano, todas ellas conocidas por su experiencia e importancia en el espectro internacional, desarrollan prácticas que no necesariamente concuerdan con los intereses nacionales. En los últimos años, por diversos medios, se conoce que estas empresas practican continuamente la sobrefacturación y la depreciación de sus activos en forma acelerada.

5 Suplemento Negocios, pág. 1, 4 y 5. Matutino La Prensa, La Paz, domingo 5 de mayo de 2002.

En el marco actual de la globalización son comunes las relaciones interindustriales que se dan entre empresas transnacionales, es decir, entre la empresa matriz y sus subsidiarias. Estas relaciones hacen posible, por ejemplo, que las compras efectuadas por una subsidiaria reflejen un precio por encima del establecido en el mercado, hecho que incide en los costos de producción y, por tanto, en la masa de ganancias o la base imponible que resulta siendo menor para efectos del cobro de tributos.

Bajo esta perspectiva, y siempre que se tomen en cuenta las observaciones realizadas, el IUE y el IRUE tendrían que constituirse en una de las fuentes de ingreso fundamentales para el TGN, más aún si las nuevas condiciones establecidas para la producción y los negocios de las empresas petroleras en el país tenderán a elevarse considerablemente. Para que esto ocurra, el Estado boliviano, mediante sus instituciones de fiscalización, tendría que jugar un papel relevante a partir del convencimiento de que se trata de establecer relaciones con empresas transnacionales de magnitud y experiencia considerables.

Por lo tanto, el Estado tiene la obligación de conformar un equipo técnico altamente profesionalizado que tenga la capacidad de interlocución, de igual a igual, con las empresas petroleras. Asimismo, el Estado debe constituir o consolidar instituciones que le permitan establecer la mencionada interlocución. Para asegurar el éxito de esta relación, es imprescindible que el Estado boliviano exprese y viabilice la voluntad política de mantener una relación seria y constante con las empresas transnacionales, partiendo también del hecho de que captaciones tributarias como el IUE y el IRUE tendrían que ser fundamentales. Sólo de esta manera se pueden enfrentar los retos y demandas presentes en la sociedad.

Impuesto a las ganancias extraordinarias (SURTAX)

Como se ha señalado reiteradamente, el SURTAX, hasta la fecha, no ha generado ingreso alguno para el Estado y se

espera que comience a aplicarse cuando los megacampos de gas natural alcancen plena capacidad de producción. Esta es, al menos, la expectativa de las autoridades gubernamentales, y la justificación que ofrecen los ejecutivos de las empresas transnacionales cuando se califica al SURTAX como un impuesto “incobrable”.

A propósito de este último calificativo (“incobrable”), es conveniente y oportuno recordar las condiciones que harán posible el cobro de este impuesto: a) se lo podrá captar siempre y cuando una empresa perciba ingresos equivalentes a dos veces su capital invertido (ganancias extraordinarias); b) el SURTAX será un tributo que se pueda cobrar siempre y cuando no se produzcan bajas considerables en el precio de los hidrocarburos en boca de pozo; c) será cobrable si las utilidades de las empresas llegan a un nivel adecuado; d) se cobrará si las empresas deciden no reinvertir en el país y si las empresas no incorporan en su estructura de gastos un conjunto de ítems que imposibiliten la obtención de ganancias extraordinarias.

Otro prerequisite importante para que el Estado boliviano pueda obtener ingresos sustanciales por el cobro del SURTAX es el establecimiento de mecanismos sólidos de fiscalización. El Estado debe dotarse de todas aquellas capacidades técnicas e institucionales que le permitan controlar estrechamente los estados financieros de las empresas transnacionales.

Debemos insistir, además, en que la captación de ingresos vía SURTAX tiene que superar considerablemente el aporte actual de los impuestos (regalías y participaciones que llegan al 32%) aplicados a la producción de hidrocarburos existentes. Estos últimos desaparecerán en pocos años más.

Por estas consideraciones, el gobierno nacional, a través de las instituciones pertinentes, debería obligar a todas las empresas petroleras a cotizar en la Bolsa de Valores. Esta medida abriría la posibilidad de una verdadera fisca-

lización a las empresas, no sólo por parte del Gobierno, sino de la sociedad y sus instituciones. Actuar en dirección contraria significará que los ingresos probables del SURTAX no colmen las expectativas creadas por las propias reformas ocurridas en el Sector Hidrocarburos desde 1996. No se debe olvidar que los reformadores le han asegurado al país que el TGN percibirá ingresos mucho mayores a los de la etapa anterior.

En términos operativos, el Ministerio de Minería e Hidrocarburos, cuya función consiste en controlar los ingresos provenientes del *Upstream*, Regalías y Participaciones, y el Servicio de Impuestos Nacionales (SIN), que controla los impuestos del *Downstream* (IVA, IT, IUE y IEHD), son las instituciones gubernamentales que deben ser potenciadas en sus capacidades institucionales, técnicas y de calificación profesional para que cumplan sus funciones y el Estado boliviano obtenga mayores ingresos.

Retomando el análisis integral del sistema tributario hidrocarburífero, y con base en lo señalado hasta el momento, nos parece pertinente destacar un dato sobresaliente: en 1995, antes de la Capitalización, los ingresos del TGN provenientes del Sector Hidrocarburos estaban respaldados, básicamente, por las transferencias efectuadas por YPFB; la importancia y significación de estas transferencias en la estructura de ingresos del TGN se resume en una cifra: el 96% de los ingresos del Tesoro provenían de la empresa estatal del petróleo (Gráfica N° 14); los demás impuestos, por supuesto, eran marginales.

Siete años después, en el año 2002, la composición de los ingresos percibidos por el TGN se explican, fundamentalmente, por el aporte de recursos originados en los impuestos indirectos: IEHD, IVA e IT. Estos tres impuestos constituyen el 64% de los ingresos del Tesoro. Le siguen en importancia las regalías y participaciones captadas directamente por el TGN (32%) y por YPFB (6%) que, conjunta-

mente, aportan con el 31% de los ingresos del Tesoro. Los impuestos sobre utilidades (IUE) y remisión de ganancias al exterior (IRUE) tienen un pobre desempeño que alcanza al 4% de los ingresos percibidos por el TGN (Gráfico N° 15).

Gráfico N° 14
Transferencia de YPFB al TGN / 1995
(en Porcentajes)

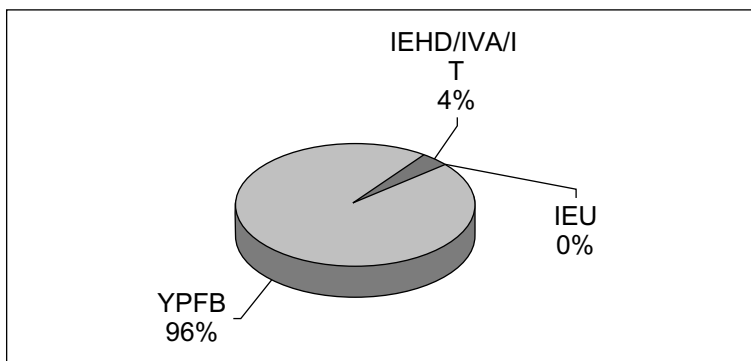
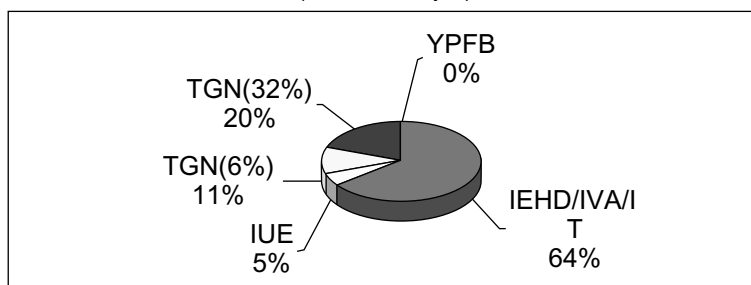


Gráfico N° 15
El Nuevo Sistema Tributario / 2002
(en Porcentajes)



A partir de estos dos reveladores datos, y en base a toda la información recogida en este capítulo, presentamos a continuación un análisis global del actual régimen fiscal del sector hidrocarburos dividido en ocho apartados puntuales:

Primero: la modificación del sistema tributario hidrocarburífero generó varias fuentes de contribución al TGN, las cuales tienen, hasta el momento, diferente desempeño.

Segundo: los ingresos del TGN dependen, fundamentalmente, de los impuestos indirectos; entre ellos destaca el IEHD no sólo por su mayor capacidad de recaudación, sino porque se ha convertido en una variable de ajuste que le permite al TGN obtener ingresos semejantes a los registrados en el periodo anterior a la Capitalización.

Tercero: el hecho de que los impuestos indirectos se hayan convertido en los principales instrumentos de recaudación del TGN quiere decir que los ciudadanos bolivianos se constituyeron en la fuente principal de ingresos del Estado boliviano; son ellos quienes sostienen el Estado a través de la compra de derivados de petróleo; en otras palabras, los ciudadanos bolivianos son los que han solventado el proceso de reformas iniciado en 1996; en los hechos, son ellos quienes se constituyeron en la principal fuente de financiamiento y de subsidio a las medidas que transformaron el funcionamiento del sector hidrocarburífero nacional.

Cuarto: los impuestos a las utilidades (IUE) y a la remisión de las mismas al exterior (IRUE) no tuvieron un desempeño óptimo si se toma en cuenta la magnitud del negocio petrolero y las inversiones realizada en él.

Quinto: el SURTAX es, hasta el momento, inexistente; se espera que funcione y genere recursos significativos a partir de 2006.

Sexto: debido a que los hidrocarburos Existentes desaparecerán hasta el 2006, el TGN dejará de percibir el 32% de ingresos por concepto de regalías y participaciones que provienen actualmente de esos campos; el SURTAX, por tanto, deberá no sólo compensar ese 32%, sino que debe superar esa cifra; hasta el momento, lo único que se puede decir sobre el SURTAX es que no existe, que generó grandes expectativas y que se mantienen vigentes las grandes dudas sobre su aplicación efectiva.



Sexto: como las fuentes principales de ingresos del TGN (SURTAX, IUE, IRUE) están rodeadas de dudas e incertidumbres, es fundamental que el Estado nacional genere y consolide los mecanismos pertinentes para el control, fiscalización y seguimiento del comportamiento económico-financiero de las empresas petroleras extranjeras; si esto no ocurre, el TGN percibirá magros ingresos en comparación con la dinámica que tomará el sector en los próximos años y se repetirá la vieja historia del Estado boliviano en el sentido de la imposibilidad de controlar la distribución del excedente hidrocarburífero; pero además, si el Estado continuara en esta línea de conducta, los réditos del sector, o mejor, la renta gasífera, beneficiará sólo marginalmente a la sociedad boliviana.

Octavo: en las actuales condiciones, las tres instancias gubernamentales que se benefician de la captación de regalías, participaciones y tributos –los departamentos productores, YPFB y el TGN–, no percibirán los recursos que esperan por dos principales razones: porque el comportamiento de los precios del petróleo en el mercado internacional es errático y depende de factores económicos y geopolíticos; y porque la dinámica de la producción de hidrocarburos está en función del consumo interno y de las exportaciones actuales y futuras; debe señalarse, además, que los actuales ingresos que perciben las tres instancias mencionadas –especialmente el TGN– provienen de regalías y participaciones (32%) de los campos Existentes cuyo nivel de producción tiende a desaparecer, hecho que, por supuesto, pondrá en aprietos al TGN que sólo percibirá el 6%, de sus actuales ingresos, destinados a financiar las actividades de YPFB.



